

Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico
Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997
Federico Mateos
Texto de Discusión N° 6
ISBN 987-519-043-8
(Julio 1999)

CEER
Centro de Estudios Económicos de la Regulación
Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa
Chile 1142, 1° piso
(1098) Buenos Aires, Argentina
Teléfono: 54-1-3797693
Fax: 54-1-3797588
E-mail: ceer@uade.edu.ar

(Por favor, mire las últimas páginas de este documento por una lista de los Textos de Discusión y de la Working Paper Series del CEER e información concerniente a suscripciones).

El Centro de Estudios de Economía de la Regulación (CEER), es una organización dedicada al análisis de la regulación de los servicios públicos. El CEER es apoyado financieramente por el Banco Mundial, los Entes Reguladores de Telecomunicaciones y Electricidad de la República Argentina, y la Universidad Argentina de la Empresa (Buenos Aires), donde el CEER tiene su sede.

Autoridades del CEER:

Lic. Enrique Devoto, Vicepresidente Primero Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)-Dr. Roberto Catalán, Presidente Comisión Nacional de Comunicaciones (CNC), Dr. Antonio Estache, Instituto para el Desarrollo Económico del Banco Mundial (IDE-BM), Dr. César Marzagalli, Rector Universidad Argentina de la Empresa (UADE), Dr. Omar Chisari, Director Instituto de Economía (UADE).

Director Ejecutivo: Dr. Martín Rodríguez Pardina

Investigadores: Lic. Gustavo Ferro, Lic. Martín Rossi.

Ayudante de Investigación: Lic. Christian Ruzzier.

CEER Serie de Textos de Discusión
Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina
entre 1992 y 1997
Federico Mateos
Texto de Discusión N° 6
(Julio 1999)
JEL N°: D4

Resumen: El presente trabajo busca determinar las causas de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina en el periodo comprendido entre los años 1992 y 1997. El precio mayorista de la energía eléctrica tuvo una caída a casi el 50 por ciento de su valor inicial mientras se registraba un aumento en la demanda del 45,9 por ciento. En este periodo, se produjeron cambios muy importantes en el sector, que pueden ser explicados a través de diversos indicadores como la potencia instalada en cada región, la disponibilidad de los equipos, el aporte de agua de los ríos donde se ubican las centrales hidráulicas, la capacidad de transporte del sistema, los precios de los combustibles que usan las centrales de generación térmica y la disponibilidad de combustibles baratos.

Abstract: This paper seeks causes of the price evolution of the Wholesale Electric market in Argentina, in the period between years 1992 to 1997. The wholesale price of power decreased almost 50 percent, while demand increased about 45,9 percent. In that period, big changes occurred in the sector, explained through some indicators, like installed power in each region, supply of equipment, hidric balance in the rivers where hidro-electric centrals are located, transport capability of the system, price of fuel to termic generators and the cheap fuel supply.

Agradecimientos: Al Dr. Martín Rodríguez Pardina, Director de Tesis en el Master de Economía de Gobierno, Universidad del CEMA, Buenos Aires, Argentina.

Pertenencia profesional del autor: Federico Mateos, Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de Argentina.

CEER
Centro de Estudios Económicos de la Regulación
Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa
Chile 1142, 1° piso
(1098) Buenos Aires, Argentina
Teléfono: 54-1-3797693
Fax: 54-1-3797588
E-mail: ceer@uade.edu.ar

Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997

Federico MATEOS

Introducción

El presente trabajo busca determinar las causas de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina en el periodo comprendido entre los años 1992 y 1997. En este periodo, se produjeron cambios muy importantes en el sector que provocaron cambios igualmente importantes en el precio, que tuvo una caída a casi el 50 por ciento de su valor inicial. Mientras tanto, en este periodo de seis años, la demanda experimentó un crecimiento del 45,9 por ciento.

Las causas de las oscilaciones del precio de la energía eléctrica son conocidas a corto plazo, pero a mediano y largo plazo, las causas que permitieron esta caída están relacionadas con el avance tecnológico que se verifica en cualquier sector de la economía, y fundamentalmente, con grandes inversiones privadas sobre el parque de generación que permitieron incrementar la oferta. A través de estas inversiones se mejoró la gestión de las centrales privatizadas, y se pusieron en marcha nuevos proyectos de generación y transporte.

Otros factores también influyeron significativamente en el precio, tal es el caso de los cambios ocurridos en la industria del gas natural, proveedora de uno de los más importantes insumos para la generación térmica, o bien la hidraulicidad de las cuencas donde se establecen los embalses que permiten la generación hidráulica.

El Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina

El marco regulatorio del sector eléctrico argentino fue definido por la ley 24065, sancionada en diciembre de 1991. Esta ley separó al mercado en tres actividades económicas por el lado de la oferta, y tres por el lado de la demanda. Entre las actividades que definen la oferta, encontramos el sector de generación, el del transporte y el de distribución. Entre las actividades que la ley contempló en la demanda, aparecieron los usuarios residenciales, o de consumos pequeños, y los grandes usuarios. Los grandes usuarios fueron separados posteriormente en grandes usuarios mayores (GUMA) y grandes usuarios menores (GUME).

Observando los tres sectores en que fue separada la oferta, el sector de transporte y el de distribución son monopolios naturales, mientras que el sector de generación puede funcionar en condiciones de competencia. Estas condiciones definieron la forma que adoptó cada mercado, con un sector de generación donde el mayor esfuerzo por parte de las autoridades fue de coordinación, mientras que en los otros dos sectores prevalecieron los criterios regulatorios.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es el ámbito donde se encuentran en tiempo real la oferta y la demanda de energía eléctrica de la República Argentina. Tanto la oferta como la demanda se encuentran repartidas por todo el territorio, pero geográficamente, el mercado se ubica en el centro de carga del sistema, en la zona de Ezeiza. Esta ubicación se debe a que, vecino a este nodo de intercambio, se encuentra el área de mayor concentración de demanda de energía y una parte importante de la oferta, desde el Gran Buenos Aires hasta el sur de la Provincia de Santa Fe.

Para las transacciones en este mercado se determina el precio spot, que es el precio localizado en el centro de carga. Los puntos de entrada/salida del Sistema Interconectado Nacional (SIN), se ubican sobre la red troncal de transporte y son denominados nodos. Cada agente del MEM puede tener uno o más puntos de intercambio con el sistema eléctrico y consecuentemente tendrá uno o más puntos de entrada/salida del mercado, donde se define su precio de compra o venta.

Los nodos tienen asociados un factor nodal, que representa el costo de transporte entre el mercado y ese punto. Estos factores nodales no son constantes, y resultan de un cálculo sobre la base de la energía transportada. Por este motivo, cambian en el transcurso de un día, de acuerdo al comportamiento de la oferta y la demanda.

En el MEM también existe un mercado a término, o mercado futuro. En este mercado los agentes pueden establecer contratos por cantidades, precios y condiciones libremente pactadas entre los mismos. Estos contratos pueden asegurar abastecimiento de energía eléctrica, o establecer una reserva de potencia. En tanto no existan perspectivas de problemas de abastecimiento cercanos, el precio spot es la única referencia en el mercado e indirectamente regula los valores negociados en el mercado a término, para el que constituye el valor de referencia. La cantidad de energía comercializada en este mercado ha llegado a tener gran importancia. Durante 1997 poco más del 50 por ciento se comercializó a través del mercado a término, si bien representó una caída respecto a 1996, cuando este porcentaje alcanzó casi el 60 por ciento. El resto de la energía eléctrica se comercializa a través de operaciones en el mercado spot al precio correspondiente.

Todos los generadores deben ser agentes del MEM, así como el resto de las empresas que interactúan en el mercado, con la única excepción de los usuarios de consumos pequeños (residenciales, comerciales o industriales). Estos agentes entregan a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa) la información requerida para la base de datos del sistema, y luego la información queda a disposición de todos los integrantes del MEM.

Cammesa reemplaza al anterior Despacho Nacional de Cargas (DNC) y está formada por partes iguales por representantes del Estado Nacional, la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), la Asociación de Distribuidores (ADEERA), la Asociación de Transportistas (ATEERA) y la Asociación de Grandes Usuarios (AGUEERA). Cammesa se encarga de determinar las centrales que entrarán en funcionamiento, de acuerdo a sus costos, y también cumple algunas funciones de fiscalización.

En la actualidad el 93 por ciento de la demanda de energía eléctrica de la República Argentina es abastecida por el MEM. El Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP), desvinculado del MEM, cubre un 6 por ciento. El 1 por ciento restante es abastecido por pequeños sistemas aislados, localizados en zonas alejadas de los grandes centros de consumo.

La potencia total instalada en la actualidad en el MEM es de 18106 MW, de los cuales el 47,5 por ciento corresponden a potencia hidráulica, el 46,9 por ciento a potencia de origen térmico y el 5,6 por ciento restante de origen nuclear. Este equipamiento permitió generar en 1997 un total de 65.750 GWh, con un incremento del 8,6 por ciento sobre el año 1996.

En diciembre de 1997 la cantidad de agentes del sistema llegó a 1261, de los cuales 1230 actúan dentro del MEM y los 31 restantes dentro del sistema patagónico. La mayor parte de estos son Grandes Usuarios Menores pero la cifra todavía es pequeña, dado que la cantidad de empresas con posibilidades de acceder a este status supera largamente este número.

El sector de generación presenta una estructura muy fragmentada, con gran cantidad de oferentes. Por esto, prácticamente no se necesita regular las tarifas, y los precios se definen mediante la competencia dentro del mercado. En este momento la energía eléctrica del sistema es provista por 40 generadores, 11 autogeneradores y 2 cogeneradores, propiedad de diferentes empresas.

Las regiones del Mercado Eléctrico Mayorista

En el MEM se definieron 9 zonas, de acuerdo a la concentración de la oferta y la demanda, que a su vez pueden agruparse en dos grandes áreas. La primer área está definida por la zona del país de mayor desarrollo industrial, que a la vez tiene la mayor concentración de población, el área Norte de Buenos Aires y Sur de Santa Fe. En la misma no existe generación hidráulica, por lo que, sí bien la potencia térmica instalada en la zona es el 30,4 por ciento del total del sistema, necesita importar el resto. Esta energía adicional proviene desde el Comahue y de las centrales hidráulicas de Yacyretá y Salto Grande. Sumando estas regiones se obtiene el 78,5 por ciento de la demanda del sistema y el 75,5 por ciento de la potencia instalada.

El resto del sistema, está formado por el Centro, Cuyo y el Noroeste del país, que agrupan el 21,5 por ciento restante de la demanda y el 24,5 por ciento de la capacidad instalada del sistema. Estas dos grandes áreas están conectadas entre sí, con un vínculo de 500 Kv desde el centro de la Provincia de Córdoba, hasta el sur de la Provincia de Santa Fe. Dentro de las zonas correspondientes al primer área encontramos:

- Comahue: agrupando a las Provincias de Río Negro, Neuquén y La Pampa. Es una zona netamente exportadora de energía, con baja demanda (4,2 por ciento del sistema) y muy alta producción. Ostenta el 30 por ciento de la potencia instalada, del cual el 78 por ciento es hidráulica y el resto es potencia térmica, en base a la gran abundancia de gas de la zona.
- Noreste: que incluye a Corrientes, Misiones, Formosa y Chaco. También tiene una baja demanda (3,5 por ciento del sistema), por lo que es exportadora neta gracias al aporte de Yacyretá. Esta central representa el 15 por ciento de la potencia instalada del sistema,

pero el resto del parque instalado, de origen térmico, presenta los mayores costos de operación del sistema.

- Salto Grande: que solo incluye a la central hidroeléctrica sobre el Río Uruguay, por lo que no demanda energía y representa el 5,2 por ciento de la capacidad instalada.
- Litoral: formada por Santa Fe y Entre Ríos, con el 13 por ciento de la demanda del sistema y el 5,2 por ciento de la potencia instalada, en su totalidad de origen térmico.
- Gran Buenos Aires: agrupando a la Capital Federal y alrededores, áreas que constituyeron el sector de SEGBA antes de la privatización. Esta área posee el 43,8 por ciento de la demanda y el 17,5 por ciento de la potencia instalada, también potencia de origen térmico.
- Buenos Aires: que incluye al resto de la Provincia de Buenos Aires y excluye el sector antes mencionado, con el 13,1 por ciento de la demanda y el 7,7 por ciento de la potencia, que incluye a la Central Nuclear de Atucha.

En la otra área encontramos las siguientes zonas:

- Centro: formada por las Provincias de Córdoba y San Luis, con el 8,1 por ciento de la demanda y el 12,2 de la potencia, incluyendo la Central Nuclear de Embalse.
- Cuyo: que solo incluye a las Provincias de Mendoza y San Juan, con el 6,8 de la demanda y el 6,3 de la potencia, de la cual el 61,2 por ciento es de origen hidráulica.
- Noroeste: agrupando las Provincias de Tucumán, Salta, Jujuy, Santiago del Estero, Catamarca y La Rioja. En esta vasta región se encuentra solo el 6,4 de la demanda y 6 por ciento de la potencia instalada, casi toda de origen térmico.

Determinación de los precios spot

Cammesa efectúa el despacho físico de las centrales eléctricas según un orden que tiene en cuenta las características de las centrales. Estas características incluyen su disponibilidad, sus costos de arranque y parada, y sus costos variables de operación de corto plazo. De esta forma, la mezcla de generación óptima se realiza ordenando la entrada en servicio desde las máquinas más económicas hasta las más caras para cubrir la totalidad de la demanda y la necesidad de reserva de potencia en cada momento. Este procedimiento se denomina despacho óptimo de cargas.

El costo variable unitario del último equipo de generación despachado es la base para determinar el costo marginal del sistema (CMS), es decir el costo de generar una unidad adicional de energía eléctrica solicitada por la demanda. Los consumidores están dispuestos a pagar por su demanda de energía, el precio que representa el valor antes mencionado.

El Costo Marginal del Sistema es el componente principal del precio spot al cual se remunera toda la energía generada, ajustado de acuerdo a la distancia de cada central de generación al centro de carga ubicado en Buenos Aires. El resto está constituido por la remuneración por potencia, que es una compensación a la existencia de centrales disponibles aun cuando no exista riesgo de falla en el sistema. Esta es la señal que perciben los generadores para suministrar los requerimientos de mayor capacidad de generación.

Los precios spot cambian a intervalos muy cortos de tiempo, prácticamente cada hora, y solamente se conocen exactamente luego de haberse realizado las transacciones físicas de energía, por lo que su determinación precisa se realiza mensualmente a fin de realizar las liquidaciones a las generadoras.

Para la determinación de los precios estabilizados, Cammesa promedia el precio spot esperado para periodos de seis meses. Estos periodos coinciden con las distintas épocas de

hidraulicidad que se inician el 1 de mayo y el 1 de noviembre. Teniendo en cuenta la oferta proveniente de generación hidráulica que permitiría efectuar estas proyecciones, sumándole los planes de mantenimiento y expansión del resto de la oferta de generación, más las proyecciones a largo plazo realizadas mediante la demanda esperada, se obtiene como resultado el precio estabilizado.

Este precio es el que pagan todas las distribuidoras por la energía adquirida en el MEM. Luego, las diferencias que surgen una vez conocidos los precios spot reales son cargadas a los periodos siguientes. De esta manera, Cammesa administra un fondo estabilizador entre generadores y distribuidores.

Estructura de la oferta

Durante el periodo 1992 – 1997 la oferta de energía eléctrica se incrementó notablemente. En dicho periodo el volumen generado aumentó un 35 por ciento, pasando de 48900 GWh en 1992 a 65750 GWh en 1997. Por otra parte la potencia instalada aumentó un 36,5 por ciento, desde 13267 MW en 1992, hasta 18106 MW en 1997. El aumento de potencia instalada se debió a las fuertes inversiones realizadas tanto en generación hidráulica, como en generación térmica. La oferta de generación está compuesta por equipamiento de origen hidráulico, térmico y nuclear. En términos generales, quienes presentan menores costos variables son las centrales hidroeléctricas, siguiendo las nucleares y por último las termoeléctricas.

Generación hidráulica: 8604 MW, que representan el 47,5 por ciento de la potencia instalada y 37,4 por ciento de la energía eléctrica generada en condiciones de hidrología media. Pero solo la mitad de la energía total ofertada puede ser considerada firme en condiciones de año extra seco.

Generación térmica: 8497 MW, que representan el 46,9 por ciento de la potencia instalada del sistema y 52,1 por ciento de la generación. La indisponibilidad promedio del parque es del 25 por ciento con fluctuaciones de hasta un 40 por ciento.

Generación nuclear: 1005 MW, que representan el 5,6 por ciento de la potencia total instalada, pero genera el 10,5 por ciento de la demanda. Su indisponibilidad media es reducida, pero existen picos de varias semanas de duración de un 70 por ciento de indisponibilidad.

La demanda de energía eléctrica

La demanda de energía divide los usuarios en tres categorías: residenciales, GUME (grandes usuarios menores) y GUMA (grandes usuarios mayores). Los consumidores residenciales incluyen a consumidores industriales y comerciales pero de niveles de consumo menores a 100 KW. Estos consumidores no tienen por el momento otra opción que comprarle energía a la distribuidora local, mientras que los GUME y los GUMA pueden saltar la distribuidora local y hacer contratos de provisión de energía directamente con los generadores, pagando a la distribuidora una tarifa por el transporte.

Para poder hacerlo, un GUME necesita demandar una potencia mínima de 100 KW, y además firmar un contrato por un mínimo de 2 años con el generador de su elección. Para ingresar en la categoría de GUMA, un usuario tiene que tener una demanda de potencia de 1 MW y un contrato de por lo menos 1 año de duración. La otra alternativa de generación para los grandes usuarios es la instalación de generadores propios (autogeneración) y, de esta forma, competir no solo con la distribuidora local, sino también con los mismos generadores.

Las sucesivas flexibilizaciones en materia de límites mínimos de potencia de demanda requerida, han permitido incrementar el número de usuarios con acceso al mercado mayorista, a

la vez de otorgarles mayor poder en la negociación de las tarifas. De todas maneras, la cantidad de usuarios que han accedido al MEM es todavía relativamente baja, ya que se estima que existen 30.000 usuarios que cumplen las condiciones para ser agentes del MEM, como GUMA o GUME. Por este motivo, se espera que el número de agentes del MEM seguirá creciendo en los próximos años.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), abarca todo el territorio nacional, con excepción del centro y sur de la Patagonia. Esta región no está conectada con el resto y tiene un mercado mayorista con las mismas leyes de funcionamiento que el del resto del país. El organismo encargado de la coordinación de esta región también es Cammesa. La oferta y la demanda en este mercado determinan un precio independiente del resto del país denominado precio local.

De la misma manera, cuando en el Mercado Eléctrico Mayorista existen restricciones de transporte o distribución que no permiten vincular toda la generación y demanda de un área con el centro de cargas, se considera que dicha área está desvinculada del mercado y se calculan precios locales para la misma.

Tendencias de la demanda

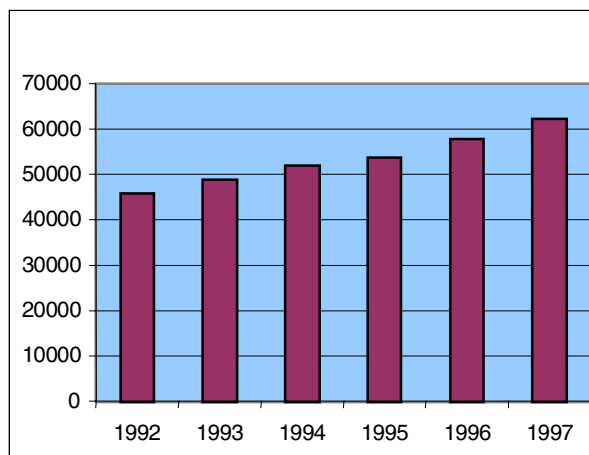
La demanda, medida en términos de demanda de energía eléctrica neta, experimentó un notable crecimiento durante la década del noventa. Partiendo de un valor de 42619 GWh en 1991, luego de la crisis energética contemporánea a la hiperinflación de 1989, hasta los 62191 GWh demandados durante 1997, el crecimiento total alcanzó el 45,9 por ciento, obteniendo una tasa de crecimiento anual acumulado de 6,5 por ciento.

El principal factor explicativo del comportamiento observado en la demanda de energía eléctrica es la recuperación del nivel de actividad de la economía a partir de 1991, que en el periodo 1990 – 1994 creció a una tasa de 7,7 por ciento anual acumulado. Sin embargo, en el año 1995 se observó un comportamiento de la demanda de energía eléctrica con cierta independencia del nivel de actividad.

En ese año la demanda de energía eléctrica creció el 3,6 por ciento mientras que el PBI decreció un 4,5 por ciento. Pese a la gran caída en el consumo de otros bienes el sector residencial consumió más energía eléctrica. Algo similar ocurrió con el consumo del sector industrial, pese a que sus índices de producción disminuyeron sensiblemente. Pero el sector que más creció fue el sector comercial, continuando la tendencia de los años anteriores.

Demanda de energía eléctrica del MEM en el periodo 1992 – 1997 (GWh)

Año	Demanda
1992	45817
1993	48883
1994	51883
1995	53771
1996	57778
1997	62191



Fuente: Elaboración propia en base a Cammesa

A partir de 1996 se recuperan las altas tasas de crecimiento del PBI y de la demanda de energía eléctrica. La misma mostró en los últimos años una elasticidad ingreso superior a la unidad en la República Argentina.

De los factores globales que impulsan a aumentar el consumo de energía se pueden mencionar, entre otros, el crecimiento de la población y el ingreso per capita, la migración permanente hacia las zonas urbanas, el interés en seguir ampliando la frontera eléctrica, la búsqueda de una mejor calidad de vida, la utilización cada vez mayor de productos y tecnologías de uso intensivo de energía, etc.

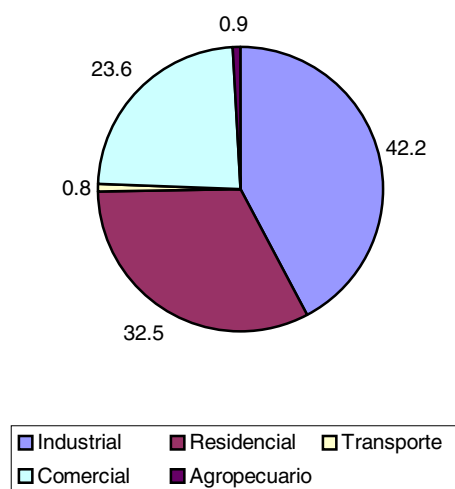
Discriminando la totalidad de la demanda en los sectores que la componen, encontramos cinco sectores, que enumerándolos en orden de importancia son: un sector industrial, uno residencial, uno comercial y de servicios, uno agropecuario y, por último, transporte.

En la República Argentina otros factores potenciaron los factores de aumento de consumo mencionados anteriormente. El nuevo contexto de estabilidad de precios de la década del noventa, el acceso a créditos para el consumo y la apertura económica provocaron un fuerte aumento en el equipamiento de electrodomésticos en los hogares. Este hecho explica el extraordinario crecimiento del consumo de energía eléctrica en el sector residencial en este periodo.

Dentro del sector comercial, se instalaron nuevas actividades comerciales con requerimientos de energía distintos a los tradicionales. Los nuevos edificios comerciales tienen un uso mayor de energía eléctrica para iluminación y aire acondicionado. Si bien estas nuevas actividades comerciales provocaron el cierre de gran cantidad de comercios minoristas, la energía que estos consumían era menor, ya que tanto la iluminación como el aire acondicionado no eran características muy relevantes en aquel segmento comercial.

Participación de los sectores económicos en la demanda de energía eléctrica en el año 1997.

Sector	GWh	Participacion
Industrial	26245	42.2
Residencial	20212	32.5
Comercial	14677	23.6
Agropecuario	560	0.9
Transporte	498	0.8
Total	62191	99.2



Fuente: Dirección Nacional de Prospectiva

El sector industrial presenta comportamientos diferenciados de acuerdo al sector considerado. En el periodo se produjo un fuerte cambio estructural en todas las actividades industriales como consecuencia de la mayor competencia provocada por la apertura económica. Desde el punto de vista de la energía eléctrica, se diferencian dos grupos, los grandes usuarios y el resto, en su mayoría Pymes.

En general, los grandes usuarios industriales, mayores y menores, han experimentado crecimientos importantes de demanda de energía eléctrica, asociados a sus mayores niveles de producción industrial. En el resto de la industria, para los usuarios de energía en cantidades menores, los comportamientos han sido muy variados, de acuerdo al tipo de actividad y la región donde se desarrolla.

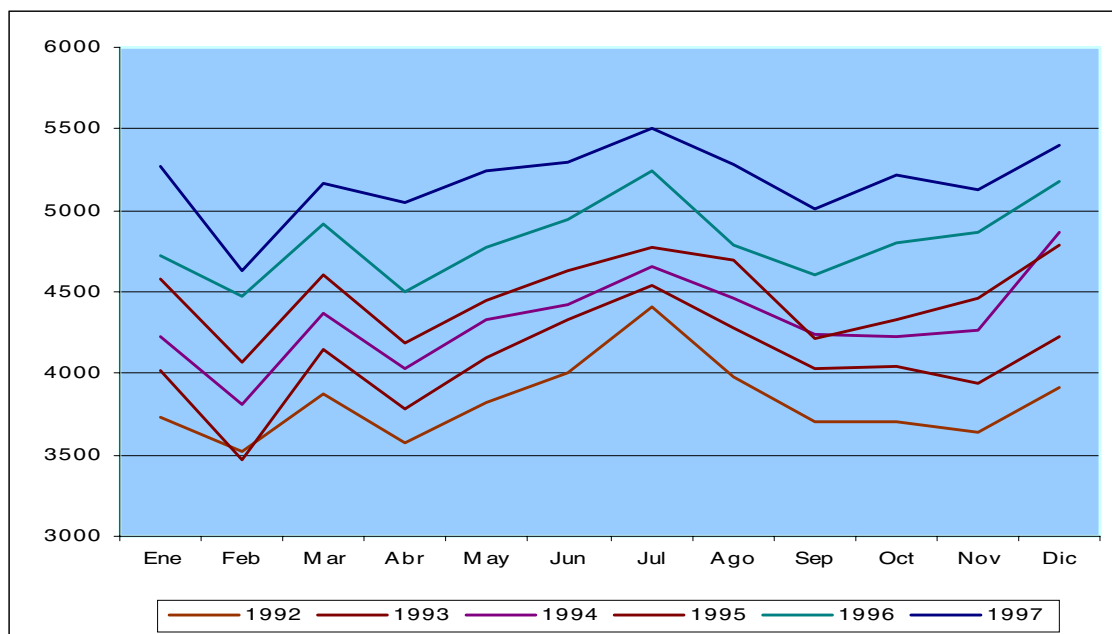
La estacionalidad de la demanda

La demanda de energía eléctrica tiene un comportamiento típico dentro del año y a su vez un comportamiento típico para un día. El gráfico a continuación refleja la evolución mensual de la demanda desde 1992 hasta 1997. Se puede observar como aumenta anualmente la demanda en invierno y en verano, respecto de las otras estaciones. La causa del aumento en invierno es la necesidad adicional de energía para calefacción e iluminación, mientras que en el verano la necesidad de mayor energía es para aire acondicionado y refrigeración.

Sin embargo, se pueden observar algunas particularidades en cada año, como el pequeño aumento de consumo del invierno de 1994 respecto a 1993, pese a ser un año de gran expansión económica. La causa de este fenómeno fue un invierno sin temperaturas bajas, que disminuyó la demanda de energía eléctrica para calefacción. El aumento de la temperatura media durante el invierno también ocurrió en verano, lo que provocó un gran aumento respecto al verano del año 1993, y esta vez todo el aumento de demanda para refrigeración fue capturado por el sector eléctrico.

En 1995 la tasa de crecimiento de la demanda disminuyó hasta un 3,6 por ciento, llegando inclusive a mostrar un valor negativo durante los meses de septiembre y diciembre, respecto a iguales meses del año anterior. En cambio en 1996 se superaron todos los meses los registros de demanda de 1995, fundamentalmente durante el invierno, debido a una serie de temperaturas extremadamente bajas. Este crecimiento continuó durante 1997 respecto de 1996, aunque con una reducción en la tasa de crecimiento a partir de noviembre producto de la incertidumbre provocada en los mercados por el *efecto arroz*.

Evolución mensual de la demanda 1992 – 1997 (GWh)



La demanda tiene una estacionalidad aun mayor dentro de un mismo día, para esto Cammesa divide las 24 horas del día en tres periodos llamados pico, diurnas y valle. Las horas de pico van de 18 a 23, las horas diurnas de 5 a 18, con menores consumos, y las de valle de 23 a 5, con los menores consumos del día. Durante las horas de pico se demanda alrededor de un 15 por ciento más que en las horas diurnas y en estas horas todavía un 20 por ciento más que en las horas de valle, que transcurren durante la noche.

La demanda también depende del tipo de día que se considere. Cammesa efectúa sus previsiones considerando distinta demanda para los días laborables, sábados y domingos. Si bien la forma de la curva de demanda es similar en todos los casos, presenta grandes diferencias en las magnitudes. La menor demanda se produce los días domingo y la mayor los días laborables, con un pico de alta demanda desde que desaparece la luz natural, hasta las 23 horas y otro menor desde las nueve de la mañana hasta el mediodía. En verano estos picos son algo más pronunciados por la mayor duración de la luz natural.

El precio de la energía eléctrica

La caída del precio mayorista de la energía eléctrica es uno de los logros más importantes del modelo de gestión del mercado eléctrico instrumentado a partir de 1992. El precio medio mensual, cayó desde un promedio de 41,85 \$/MWh en los últimos meses del año 1992, a 14,13 \$/MWh registrado en el último trimestre del año 1997.

Esta caída de precio tiene mayor relevancia dado que se produjo en un contexto de fuerte expansión económica, con un gran aumento en la demanda del producto bruto. Adicionalmente, la caída del precio no fue a expensas de la calidad del servicio, ya que los indicadores que reflejan calidad también mejoraron. Como ejemplo cabe mencionar la cantidad de Energía No Suministrada que cayó desde 124,8 GWh en el año 1992, año de entrada en vigencia del nuevo modelo, a 8 GWh en el año 1997.

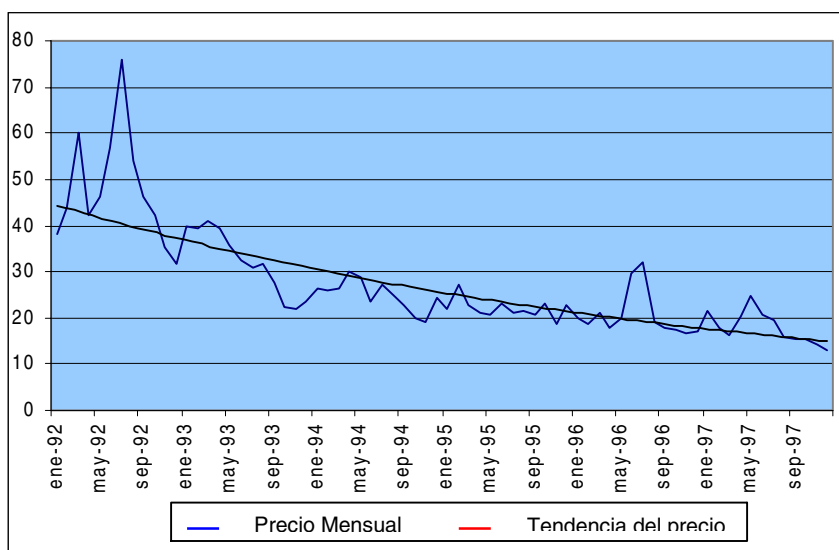
Los altos precios observados durante 1992 hasta el invierno de 1993 y su inestabilidad, se debieron al arrastre de la situación anterior a la entrada en vigencia del nuevo modelo, ya que los planes de mantenimiento en las centrales privatizadas todavía no habían podido mejorar los índices de disponibilidad de los grupos de generación.

A partir de la primavera de 1993 el precio comenzó a estabilizarse, con una tendencia levemente descendente, en alrededor de 30 \$/MWh, con picos de altos precios en el invierno de 1994 y de 1996. Durante 1993 y 1994 la causa de la disminución fue la excelente condición de hidraulicidad en todas las cuencas, con caudales superiores a los valores medios históricos. En cambio el año 1995 fue extremadamente seco, pero los índices de indisponibilidad media de los equipos de generación bajaron de un promedio del 55 por ciento en el primer semestre de 1992 al 28,3 por ciento en 1995 y esto permitió la persistencia de los precios de 1994.

A partir de la primavera de 1996 comenzó otra serie descendente hasta los bajos precios de fines de 1997. Durante el invierno de 1996 se produjo un pico de altos precios, con valores medios de 34 \$/MWh debido a la salida de la central nuclear de Embalse en una semana crítica, por la magnitud de la demanda.

Además se produjo una importante restricción de gas para las centrales térmicas durante los meses de junio y julio, debido a las condiciones climáticas de fríos extremos. Esta restricción, especialmente en el Area del Gran Buenos Aires, obligó a las centrales a generar energía sobre la base de combustibles más caros como el gas oil. Pese a que el aporte hidroenergético también fue bajo, fue posible satisfacer toda la demanda, si bien a precios superiores a los que venían registrándose, debido a que la cantidad de cortes producidos por fallas en las redes de transporte de energía fue muy inferior a las cantidades ocurridas en los tres años anteriores.

Evolución del precio medio mensual (\$/MWh)



Fuente: Cammesa

Posteriormente, hacia el final del año y durante el año 1997, varios hechos confluyeron en la nueva baja en el precio promedio. Por un lado, la entrada en servicio de la línea de transporte de energía entre Rincón de Santa María y Salto Grande permitió incrementar la generación de la Yacyretá hasta el máximo posible. También las mejoras técnicas en la línea de transmisión entre el Comahue y Buenos Aires, permitieron aumentar el transporte de energía desde esta zona. Por último, la potencia instalada experimentó un crecimiento debido al ingreso de varias centrales térmicas nuevas en el Noroeste.

Dado que el mercado spot remunera la energía según el costo declarado de la máquina más cara despachada en cada hora, la incorporación de nuevo parque de mayor eficiencia fue reduciendo la brecha entre los precios máximos y mínimos pagados por la energía y además desplazó y continuará desplazando hasta su desaparición del mercado a los equipos menos eficientes. El precio, que representa el costo marginal de producción antes mencionado, se ha estabilizado en menos de 20 \$/MWh durante 1997, en lo que parece ser un equilibrio de mediano plazo.

De esta forma, podemos afirmar que la evolución del mercado eléctrico mayorista estuvo signada por dos etapas en el periodo considerado entre los años 1992 y 1997, de acuerdo a la evolución de los precios y de las demás variables a considerar. La primera etapa estuvo dada por los dos primeros años de operatoria del mercado y podríamos llamarla de transformación del Mercado Eléctrico Mayorista. Esta etapa se caracterizó por precios de la energía eléctrica con mucha variabilidad, y un comportamiento de las inversiones hacia el mantenimiento de las centrales privatizadas, buscando elevar los índices de disponibilidad de las mismas.

En la segunda etapa, que podríamos llamar de maduración del Mercado Eléctrico Mayorista, los precios se comportaron de una manera más estable, y entraron en funcionamiento proyectos que permitieron aumentos de potencia instalada, tanto en el sector de generación como en el de transporte de la energía.

Los determinantes de la oferta de energía eléctrica

Para analizar la evolución del precio de la energía eléctrica y las causas que provocaron sus modificaciones, se presenta a continuación un modelo que incluye todas las variables que inciden sobre él. El modelo de definición del precio de la energía eléctrica impuesto por la legislación, implica que el mismo se define en función de:

- la demanda de energía eléctrica en cada región del sistema,
- la potencia instalada en cada región,
- el grado de disponibilidad de los equipos,
- el aporte de agua de los ríos que alimentan los embalses donde se ubican las centrales hidráulicas,
- la capacidad de transporte del sistema desde las zonas productoras de energía hacia las zonas consumidoras,
- los precios de los combustibles que usan las centrales de generación térmica y,
- la disponibilidad para consumo de los combustibles baratos.

De acuerdo a estas variables se puede construir un modelo para estimar el precio de la energía eléctrica. Dicho modelo tiene la forma de:

$$\text{Precio} = \text{Fn}(\text{Demanda; Potencia instalada; Disponibilidad térmica; Hidraulicidad; Transporte; Precio combustibles; Disponibilidad combustibles})$$

De esta manera, para analizar la evolución del precio de la energía eléctrica deberemos analizar la evolución de las variables que influyeron en la determinación del mismo en el periodo de estudio.

El aumento de la potencia instalada

Los altos precios observados durante 1992 y 1993 indujeron a muchos inversores a instalar centrales de generación con la nueva tecnología de ciclo combinado de grandes dimensiones. Los propietarios de las centrales buscaron reemplazar la generación de vapor existente, para asegurarse una mayor cantidad de energía despachada y, consecuentemente, una mayor porción de mercado, desplazando a las centrales menos eficientes. Por estrategias comerciales, a cada empresa le convenía acelerar este proceso de sustitución para ocupar o mantener su espacio en el mercado. El proceso de instalación de nuevas centrales fue favorecido porque las nuevas tecnologías de generación térmica permiten tiempos de implementación y puesta en marcha muy ventajosos.

El total de la nueva potencia instalada en el periodo, entre centrales hidráulicas y térmicas ascendió a 5284 MW, mientras que se desactivaron equipos de baja eficiencia que representaban 357 MW, en su mayor parte en el Noreste y en el Gran Buenos Aires. De esta forma, el aumento neto de potencia fue de 4927 MW lo que representa un 37 por ciento de aumento sobre 1992. Del aumento bruto de potencia, 2534 MW correspondieron a equipos para generación térmica, con un costo promedio de producción de 11,27 \$/MWh. Estos equipos pudieron entrar en servicio a partir de 1995, en la que denominamos Etapa de Maduración del Mercado, salvo algunos equipos que ingresaron en el Comahue a fines de 1993.

Los valores extremos inferiores fueron la Central Térmica Agua del Cajón (Capex) con un costo de 6,82 \$/MWh y Filo Morado con 7,01 \$/MWh en la zona de Comahue. Otra central

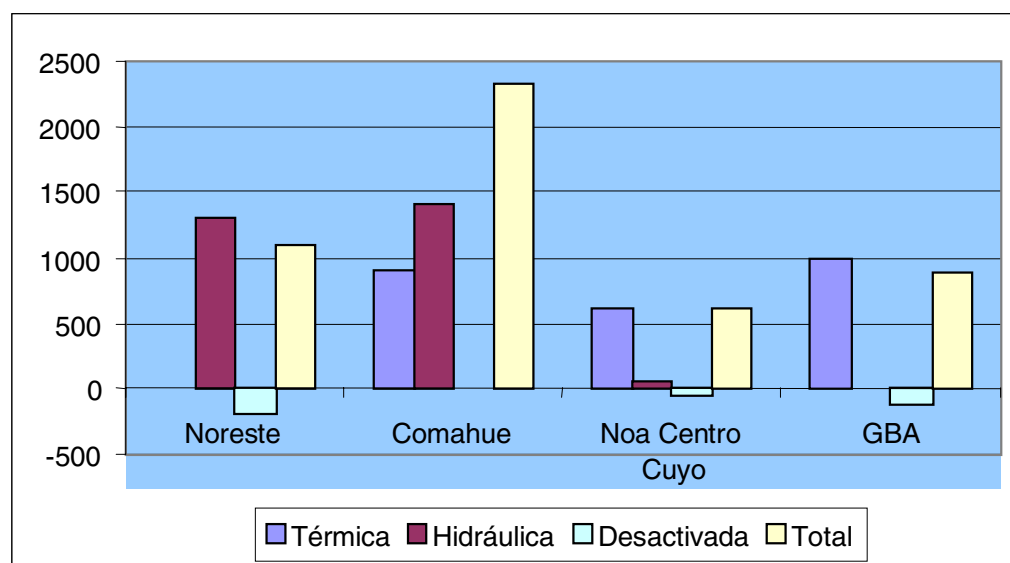
instalada de bajo costo fue la Central Térmica Tucumán con 7,60 \$/MWh en la zona del Noroeste.

Los valores extremos superiores fueron las centrales de Genelba con un costo de 13,27 \$/MWh en el Gran Buenos Aires y la Central Térmica Modesto Maranzana con 13,13 \$/MWh en el área Centro. Las diferencias de costo están dadas no por la tecnología utilizada, sino por el acceso al combustible, que en el Comahue y el Noroeste prácticamente no tiene restricciones, mientras que en la región Centro o Gran Buenos Aires sí se presentan restricciones.

Dentro de la generación hidráulica, el aumento en la potencia disponible se debió a la finalización de las obras en construcción a la fecha del cambio de régimen. La más importante de estas nuevas centrales es Yacyretá, en el Noreste, que comenzó a generar a mediados del año 1994 y completará la entrada en servicio de su equipamiento durante 1998. En el Comahue entró en servicio la Central Piedra del Aguila entre los años 1993 y 1994, con un aporte de 1400 MW, el 7,7 por ciento de la potencia del sistema.

Estas grandes obras permitieron un incremento de otros 2750 MW hasta el momento. La central de Yacyretá durante 1998 no estará funcionando todavía a pleno, cuando la última de sus 20 turbinas comience a funcionar, ya que están pendientes de ejecución las obras complementarias. Estas obras permitirían elevar la cota del embalse y, en ese momento, la central alcanzaría los 3100 MW de potencia para los que fue construida.

Potencia instalada en el periodo 1992 – 1997 (MW)



Como habíamos mencionado, una parte importante del incremento de la potencia instalada correspondió a la finalización de las obras que estaban en construcción en 1992, algunas de las cuales fueron privatizadas y otras quedan en poder del Estado Nacional, como Yacyretá. El resto del incremento de potencia fue provocado por decisiones privadas de inversión, motivadas por el nuevo modelo de gestión de mercado, totalizando una potencia de 1769 MW.

El incremento en la capacidad de transporte del sistema

El incremento de potencia instalada tuvo su correlato en el sistema de transporte, para permitir el transporte de la energía adicional desde las zonas exportadoras de energía eléctrica hacia el Gran Buenos Aires. La capacidad de transporte del sistema se incrementó construyendo una nueva línea desde la Central de Yacyretá hasta Salto Grande, que ingresó en el sistema a mediados de 1996. También se instalaron recursos de estabilización en las líneas de transporte desde el Comahue, que permitieron incrementar en un 22,2 por ciento la capacidad de transporte desde esta región en los últimos meses de 1997.

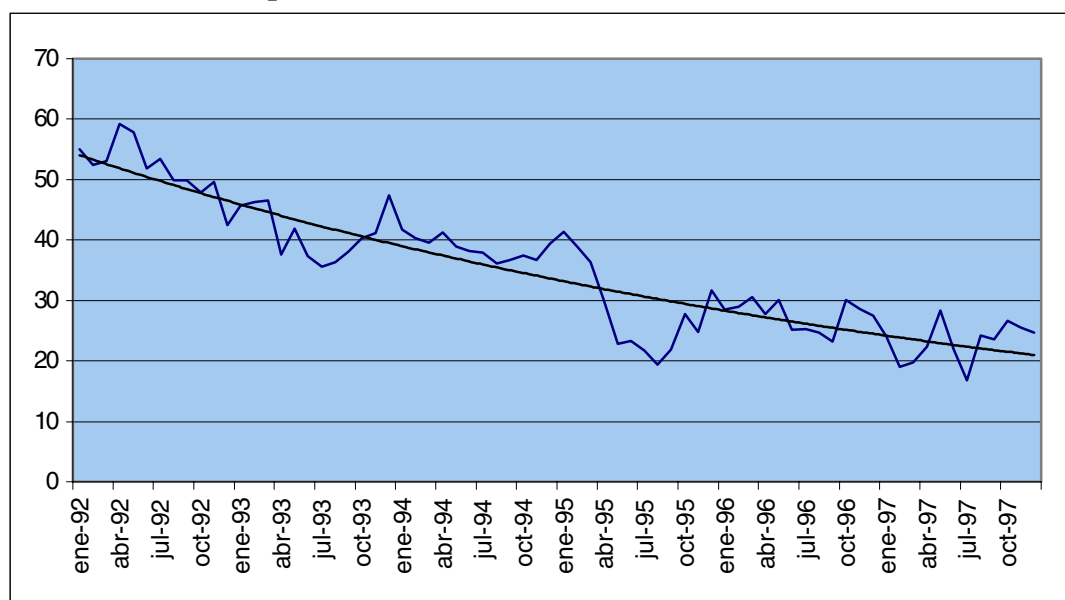
Estas obras se efectuaron en conformidad con el nuevo régimen de inversiones en transporte de energía eléctrica, en el que las expansiones de la red surgen de acuerdo a las decisiones que toman los agentes del mercado que se ven afectados por las nuevas líneas, o por la falta de ellas.

Las mejoras en la disponibilidad en el equipamiento térmico

La indisponibilidad de los equipos se produce a causa de mantenimientos programados, o bien forzados por desperfectos en los equipos de generación y de transporte. La disminución de los valores de esta variable constituyó uno de los factores más importantes luego del cambio del modelo, fundamentalmente a partir del invierno de 1995, dentro de la segunda etapa de la evolución del mercado.

El profundo mantenimiento correctivo realizado en las centrales privatizadas, sobre todo en las centrales térmicas, y las altas disponibilidades que poseen las centrales térmicas nuevas, permitieron disminuir significativamente el índice de indisponibilidad del parque de generación. Este índice pasó de casi un 60 por ciento a comienzos de 1992 a un 25 por ciento en 1997.

Indisponibilidad térmica total (en % sobre el total)



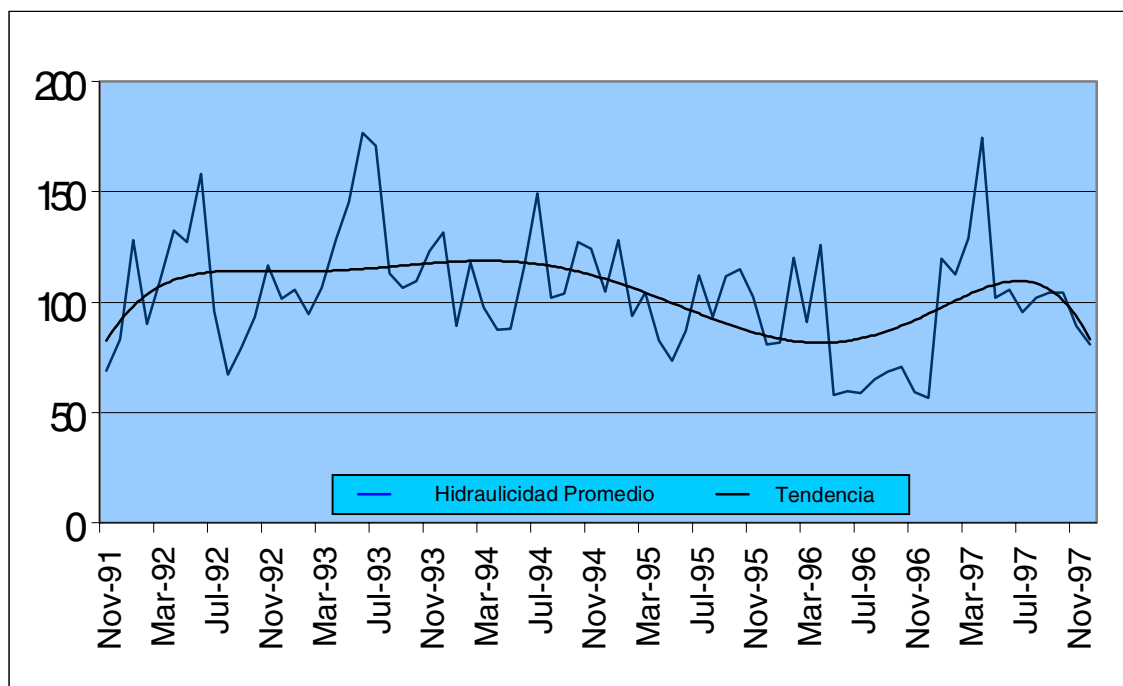
Fuente: Cammesa

También mediante este índice se puede obtener el incremento en la eficiencia operativa de las centrales, ya que las centrales no solo pudieron generar más energía, sino que lo hicieron con menores costos. Las mejoras administrativas que se implementaron se tradujeron no solo en mayor cantidad de horas de generación en el año, sino en otros aspectos como las reducciones de costos operativos o los incrementos de productividad del personal. Los ratios de producción por empleado aumentaron sensiblemente, al disminuir las plantillas de personal hasta en un 50 por ciento en algunos casos, simultáneo al aumento en generación. Mediante el índice de indisponibilidad de las centrales se puede aproximar a una estimación del resto de las mejoras de gestión en general.

La hidraulicidad del periodo

El año 1992 se caracterizó por un muy buen aporte del Río Uruguay sobre el embalse de Salto Grande en la primera mitad del año, y una hidraulicidad cercana a la normal en la segunda parte. Pero en el Comahue los aportes fueron levemente inferiores a la media durante todo el año. Simultáneamente, los trabajos de reparación en la presa de El Chocón obligaron a mantener la cota en valores inferiores a lo normal.

Hidraulicidad promedio de todas las cuencas (en % de la media histórica mensual)



Fuente: Cammesa

Los años 1993 y 1994 en cambio, se caracterizaron por excelentes condiciones de hidraulicidad en todas las cuencas, sobre todo en la segunda parte de 1993 en el Comahue y durante todo 1994 en el Río Uruguay. Cabe recordar que en estos años ingresaron al sistema la Central de Piedra del Aguila en el Comahue y Yacyretá en el Noreste. La hidraulicidad del Río

Paraná, que permite la operación de Yacyretá, todavía no merece ser tomada en cuenta ya que como la central no está funcionando todavía a su plena potencia, parte del caudal del río es vertido sin atravesar las turbinas.

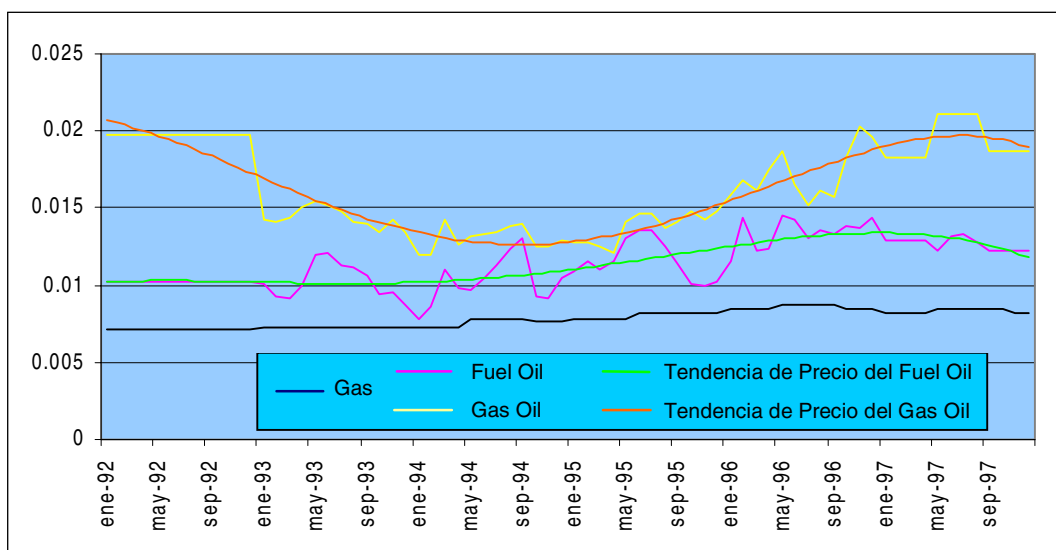
El año 1995 fue un año seco en todas las cuencas, pero sobre todo en el Río Uruguay a partir de abril, donde llegaron a obtenerse registros inferiores a la cuarta parte de la media histórica, mientras que en el Comahue se mantenían cerca de los registros históricos. Esta baja hidraulicidad se acentuó al año siguiente, y las cotas de los embalses solo pudieron ser recuperadas durante el año 1997.

De esta manera, la primera etapa en la evolución del mercado pudo aprovechar buenas condiciones de hidraulicidad en general, mientras que la segunda etapa, en la cual entraron en funcionamiento Piedra del Aguila y Yacyretá, estas condiciones no pudieron repetirse.

El precio de los combustibles

Los combustibles tienen una gran importancia en la definición del precio de la energía eléctrica. El precio, que representa el costo marginal de combustible de todo el sistema, surge de la máquina más cara en funcionamiento en cada momento de la operatoria, y la mayor parte del tiempo corresponde a una central térmica. Los combustibles inciden a través de dos aspectos distintos sobre el precio.

Evolución de los precios de los combustibles (en \$/Kcal)



El primero de estos aspectos está relacionado directamente con el precio de estos combustibles, que es exógeno al sistema. Algunos de estos combustibles como el fuel oil o el gas oil son bienes transables internacionalmente, con periodos del año en que se importan, y están expuestos a las fluctuaciones del comercio mundial.

El combustible más importante en cuanto a volumen de generación, el gas natural, tiene un comportamiento con marcadas diferencias entre el invierno y el verano. La competencia en el mercado del gas, permitió rebajas en el precio de este combustible para las centrales de generación fuera del invierno, que es el periodo de restricción. Las distribuidoras de gas ofrecen a las centrales de generación, en las zonas de alto volumen físico de demanda y elevada estacionalidad, un precio que casi equipara al precio de boca de pozo, a cambio que operen

suavizando los picos de demanda, absorbiendo parte del costo de transporte. Adicionalmente, algunos generadores se integraron verticalmente operando yacimientos de gas, acentuando las reducciones de costos variables declarados por las centrales.

No obstante ello, durante el invierno el precio se ha incrementado permanentemente en todas las regiones, tal como muestra la figura anterior, donde la línea inferior corresponde al precio máximo promedio del gas que aceptó Cammesa en las declaraciones que las centrales realizan periódicamente sobre sus costos.

En el caso del fuel oil, que es el combustible que sigue en orden de costo, el precio aumentó en promedio un 30 por ciento hasta fines de 1996, donde quedó estabilizado con cierta tendencia a la baja. El precio del gas oil, que representa el combustible más caro del sistema, tuvo un comportamiento descendente hasta principios de 1995, para luego volver prácticamente a los valores de 1992.

El precio de los otros combustibles que utilizan las centrales del sistema, carbón mineral y uranio, también han verificado importantes modificaciones en el periodo considerado. Pero las centrales que usan estos combustibles nunca quedan marginando en el sistema, por sus bajos costos de producción. Esto significa que nunca constituyen la máquina que determina el precio para todo el sistema, ya que siempre hay alguna máquina menos eficiente generando. Solo cuando se concluya la construcción de la Central Nuclear de Atucha II y entre en servicio, se podrá distinguir una modificación en el precio en el sistema, aunque será debida al aumento de potencia disponible y no a la disminución del precio del combustible.

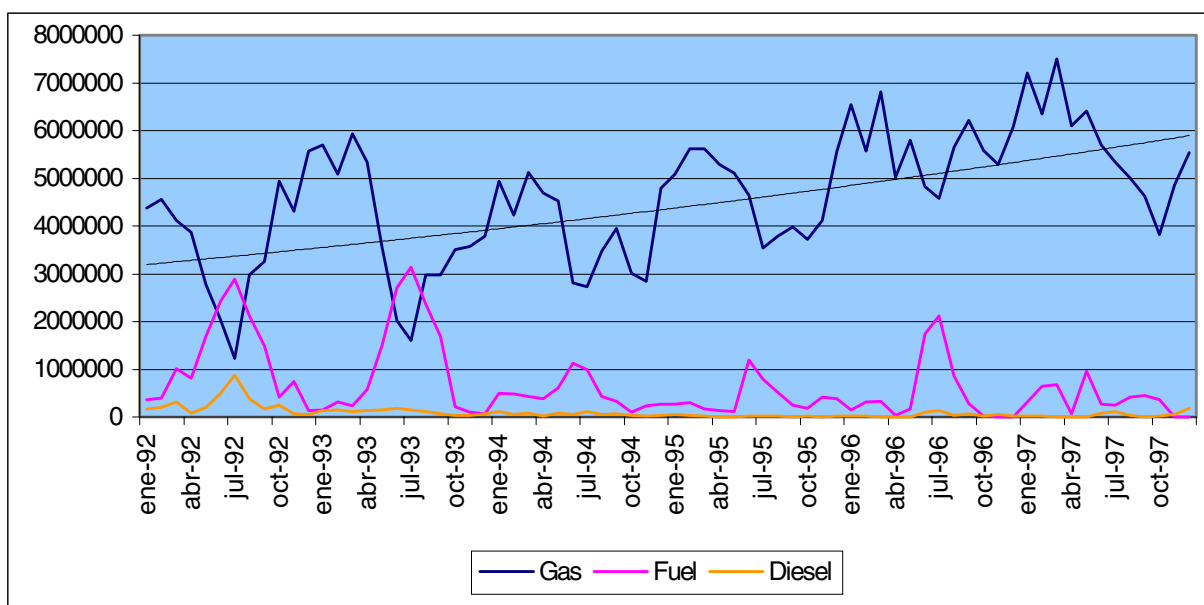
La disponibilidad de combustibles para generación

El segundo aspecto en el que los combustibles inciden sobre el precio de la energía eléctrica es en la cantidad de cada combustible que se utiliza para generar. Existen restricciones en el sistema de transporte de gas natural, que ocasionan que los equipos que usan este combustible no puedan disponer del mismo, lo cual acontece fundamentalmente durante el invierno.

Las centrales de generación térmica solo comienzan a usar fuel oil o gas oil cuando no cuentan con el suministro de gas natural. Los aumentos en la disponibilidad del mismo, han permitido que la máquina de mayor costo dentro del sistema haya sido, durante cada vez más tiempo, una central térmica con generación en base a gas.

La mayor disponibilidad del gas natural se debió, por un lado, a una mayor producción en las cuencas productoras, pero fundamentalmente a la mejora en los sistemas de transporte hacia las zonas consumidoras. Las inversiones realizadas en las redes troncales de transporte desde el Norte y desde la Patagonia permitieron un aumento en la capacidad de transporte del gas del 21 por ciento. Mediante este incremento fue posible disminuir las restricciones al consumo desde un promedio de 21,4 MM de m³ por día durante el invierno de 1993 a 2,2 MM de m³ en el invierno del año siguiente.

Consumo mensual de combustibles (en kcal)



Fuente: Elaboración propia

Es en este componente del precio de la energía eléctrica donde se pueden apreciar con mayor nitidez las dos etapas de la evolución del mercado eléctrico. El aumento en la disponibilidad de gas permitió un cambio muy importante en las fuentes de combustible para generación térmica. En el gráfico se puede observar el comportamiento simétrico del consumo del gas respecto a los combustibles más caros. En la etapa de transformación del mercado eléctrico, durante los inviernos previos a la privatización de la empresa Gas del Estado en los años 1992 y 1993, el consumo de gas se veía drásticamente disminuido, provocando la necesidad de utilizar cantidades mayores de los otros combustibles.

En la segunda etapa de la evolución del mercado eléctrico, a partir del invierno de 1994, la reducción de esta restricción permitió disminuir el consumo de fuel oil y prácticamente hizo desaparecer el consumo de gas oil. Durante el invierno de 1996 se produjo un incremento parcial en el consumo de fuel oil por restricciones en el suministro de gas provocadas por un invierno inusualmente frío. En ese periodo se observaron otros factores en el resto del mercado de generación que obligaron a mayor generación de origen térmico, pero la tendencia no indica que esta situación pueda repetirse mas que en periodos muy cortos.

Por otro lado, no debe olvidarse que una parte importante de la sustitución de combustibles se debe a que, debido a las inversiones en generación de energía eléctrica en el Comahue y en el Noroeste, el gas es transformado en energía eléctrica cerca de las zonas de extracción, lo cual permite evitar las restricciones de transporte del combustible hasta el Gran Buenos Aires.

La evolución del precio de la energía eléctrica

El intervalo de tiempo considerado es de seis años, desde 1992 hasta 1997, por lo que, si tomamos las variaciones mensuales de cada variable se obtienen 72 observaciones, de las cuales 24 pertenecen a la primer etapa de la evolución del mercado, años 1992 y 1993 y 48 a la segunda, desde 1994 en adelante.

Algunos de los datos de este conjunto son variables casi continuas, y se pueden encontrar con facilidad lecturas horarias de los mismos. Pero otros presentan mayores dificultades, y solo se encuentran las variaciones semanales o mensuales, que es el lapso en que se producen las variaciones significativas. Por lo que un análisis más detallado tomando las lecturas semanales u horarias no garantizaría mejores resultados.

Respecto al precio, dentro del sistema existen diversos precios. Algunos de ellos son: el precio spot horario, el precio medio estacional y otros precios promedio para las llamadas horas valle, horas pico y horas diurnas. En el análisis consideraremos el precio medio mensual, que captura las variaciones en el precio spot ocurridas en el mes, y no contempla el pago por potencia puesta a disposición, que es un valor fijado desde afuera del mercado.

La demanda de energía se puede desagregar de múltiples formas, ya que Cammesa almacena los datos de la misma permanentemente para cada agente consumidor del mercado, sean empresas distribuidoras, grandes usuarios mayores o menores. Para este análisis se consideraron las demandas agregadas dentro de las grandes regiones en que se encuentra dividido el mercado. Como habíamos mencionado al comienzo del texto estas regiones son: Comahue, Cuyo, Noroeste, Centro, Gran Buenos Aires, Litoral, Buenos Aires y Noreste. En un análisis posterior, también se consideraron las demandas agrupadas en regiones más grandes o sumadas en un solo valor.

Respecto a la potencia total del sistema, y de acuerdo al marco regulatorio, el mayor equipamiento dejará menores probabilidades de ingresar al sistema a las máquinas menos eficientes. En este caso también se consideraron separadas a las distintas regiones que componen el sistema interconectado, y luego se realizó el análisis con la suma de ellas.

Cammesa también cuenta con buen nivel de detalle de la disponibilidad de cada equipo durante el año. Para la evaluación de este índice de eficiencia de las centrales, se tomó el promedio mensual entre todos los equipos térmicos.

El transporte de energía tuvo dos novedades importantes en el periodo considerado. Una de ellas fue la implementación del Proyecto de Recursos Estabilizantes, que permitió el aumento de potencia del vínculo Comahue – Buenos Aires, desde una capacidad de transporte máxima de 2700 MW hasta 3300 MW. Otro vínculo nuevo en el sistema fue la construcción y puesta en funcionamiento de la línea entre Yacyretá y Salto Grande, que permitió el transporte de toda la energía generada por la central sobre el Río Paraná.

Para la hidraulicidad del periodo, se tomaron las variaciones respecto a la media histórica de los ríos que efectúan los principales aportes hidráulicos al sistema a los embalses sobre los que se ubican las centrales del Comahue, Salto Grande y Yacyretá. Estas centrales representan como mínimo el 80 por ciento de la generación hidráulica del sistema por lo que no se consideró necesario analizar el resto. También se dispone de datos sobre los niveles de los embalses, pero dada la capacidad de almacenamiento de los embalses del sistema, es más importante el aporte registrado recientemente, que los niveles iniciales.

Para analizar la disponibilidad de combustibles baratos, se sumaron los contenidos calóricos de los combustibles usados en cada periodo. De esta suma se determinó la proporción de generación térmica obtenida con gas y carbón, respecto a la generación térmica resultante de utilizar combustibles caros. Así, se obtuvo un índice de eficiencia económica entre 0 y 100 donde

el máximo corresponde a un periodo donde solo se utilizaron combustibles baratos y el 0 representaría la hipotética situación en que solo hubiera disponibilidad de combustibles caros para generar energía.

El precio de los combustibles también se incluyó en el análisis tomando promedios para los máximos que autoriza Cammesa para cada uno de ellos. Los costos de transporte de los combustibles provocan marcadas diferencias de precios entre las regiones, pero los promedios entre los precios de cada región capturan estas variaciones.

Los resultados de las simulaciones se obtuvieron reemplazando todos los valores observados por sus logaritmos, incluyendo la variable dependiente, el precio de la energía eléctrica. Esta sustitución no provoca cambios en la significación estadística de los parámetros pero facilita la lectura de los resultados, ya que los resultados se expresan como elasticidades. Esto significa que los coeficientes obtenidos representan el porcentaje en que se modificaría el precio, ante cada cambio porcentual en la variable correspondiente.

En la tabla con los resultados del proceso de regresión, se puede ver que el incremento del total de potencia instalada presentó una elasticidad relativamente alta respecto a los otros indicadores, los cuales reflejan valores mucho menores. Los coeficientes son estadísticamente significativos en todos los casos, salvo en el caso del aumento de la capacidad de transporte desde Yacyretá y Comahue.

La disminución del precio de la energía tiene un elevado componente relacionado con las inversiones realizadas en el periodo, a través de cuatro indicadores, el incremento de potencia, el aumento del índice de disponibilidad térmica, y los incrementos en la capacidad de transporte desde Yacyretá y Comahue.

Los determinantes en el precio de la Energía Eléctrica entre 1992 y 1997
(entre paréntesis los estadísticos t)

Constante	11.519 (5.860)
Potencia	-1.758 (-3.543)
Disponibilidad Térmica	-0.476 (-1.715)
Hidraulicidad	-0.093 (-2.035)
Disponibilidad de combustibles baratos	-0.308 (-2.937)
Precio del Gas Oil	0.545 (3.289)
Transporte desde Yacyretá	-0.634 (-1.253)
Transporte desde Comahue	-0.219 (-1.606)
R² ajustado	0.802
Observaciones	72
D-W	1.787

Fuente: Elaboración propia

Otro factor de disminución esta influenciado por las inversiones realizadas en la industria del gas, representado en la tabla como disponibilidad de combustibles baratos. El precio del Gas Oil es un elemento externo al modelo, así como la hidraulicidad del periodo, el primero por depender del mercado internacional de combustibles y el segundo de condiciones climáticas.

Dentro de las inversiones realizadas estrictamente dentro del sistema eléctrico en el periodo, una parte importante estuvo dirigida hacia los equipos de generación que estaban incluidos en cada central privatizada. Muchos de estos equipos permanecían largos periodos del año en condiciones de indisponibilidad, restándole una elevada cuota de posibilidades de suministro de potencia al sistema.

El otro gran componente de la inversión fue dirigido a incrementar la potencia del sistema, pero pese a la magnitud de este componente, no alcanzó a igualar el desarrollo de la demanda de energía del periodo.

Entonces, ¿cómo es posible que en un mercado competitivo, donde la demanda crece un 45,9 por ciento y la oferta solo un 37 por ciento, el precio disminuya a menos de la mitad?

Gran parte de la explicación a este fenómeno esta en el efecto combinado de los dos indicadores antes mencionados. Como muestra la siguiente figura, la potencia instalada efectiva, que resulta de la combinación de potencia instalada y disponibilidad térmica, tuvo un incremento del 128,14 por ciento desde 1992 hasta el final del periodo. Por lo que la necesidad de potencia adicional para compensar el aumento de demanda fue ampliamente cubierto, poniendo inclusive al sistema en situación de sobreoferta de potencia.

Potencia instalada efectiva entre 1992 y 1997 (en MW)		
Periodo	Potencia Instalada Efectiva	Incremento (%)
Enero de 1992	5930.55	
Verano de 1993	7125.45	20.15
Verano de 1994	7913.68	11.06
Verano de 1995	9286.36	17.35
Verano de 1996	11679.88	25.77
Verano de 1997	12514.01	7.14
Diciembre de 1997	13530.12	8.12

Fuente: Elaboración propia

La influencia del incremento de potencia instalada efectiva sobre el precio de la energía eléctrica también puede verse a través de la evolución de los otros indicadores, como la reducción de generación térmica con combustibles caros como el fuel oil y el gas oil. Las mejoras implementadas respecto al transporte del gas natural, permitieron aumentar la disponibilidad para generación de energía en las zonas importadoras del mismo.

La disponibilidad adicional permitió que la proporción de tiempo en que se genera energía con combustibles caros se reduzca sustancialmente, en el caso del fuel oil, o que prácticamente desaparezca, en el caso del gas oil. El coeficiente obtenido para este parámetro presenta una muy buena significación estadística.

La disminución de costos en el periodo del parque de generación térmica, también puede obtenerse a través del análisis del costo específico. Este indicador, que mide la cantidad de calorías que necesita un equipo de generación para transformar el combustible en energía, tuvo

un cambio importante en el periodo. Mientras que el promedio para todo el parque a principios de 1992 estaba en 2802 Kcal/kwh, el consumo de las nuevas centrales instaladas en el periodo, presentó un promedio de 2218 Kcal/kwh.

De esta manera, la generación que permite el nuevo equipamiento tiene una eficiencia mayor, generando la misma energía con menor cantidad de combustible. El promedio del sistema no sufrió grandes modificaciones respecto al principio del periodo, quedando en 2658 Kcal/kwh al ponderar la potencia de los viejos equipos y los nuevos. Pero debemos recordar que estas nuevas instalaciones son las primeras en entrar en servicio ante requerimientos de la demanda, desplazando el parque de generación de menor eficiencia, por lo que si se pondera el costo específico por la cantidad de energía eléctrica efectivamente generada en cada año, el impacto será mayor.

Otro aspecto importante es a través del impacto de la entrada en servicio de las nuevas líneas de transporte, desde Yacyretá y las mejoras técnicas en las líneas desde Comahue. El incremento de potencia en la central de Yacyretá, no tuvo efecto sobre el precio hasta que pudo transportarse la energía generada. Lo mismo sucedió con la potencia instalada en el Comahue, dadas las restricciones en el transporte que mantenían saturado este vínculo gran parte del tiempo.

La hidraulicidad en las principales cuencas también se constituyó en determinante para la definición del precio, dado que presentó un coeficiente estadísticamente significativo, pero su comportamiento durante el periodo tuvo un comportamiento dispar.

Respecto a los precios de los combustibles, el único que presentó un coeficiente estadísticamente significativo fue el del precio del gas oil. Este combustible es el más caro del sistema y provee a las últimas máquinas en ingresar al grupo de máquinas en generación, por lo que representa el precio de combustible más importante cuando existen restricciones de algún tipo, indisponibilidad térmica, transporte o indisponibilidad de gas natural. Esta influencia fue muy importante en los primeros años del funcionamiento del sistema, pero en la actualidad se ha atenuado, ya que su consumo tiende a desaparecer.

Se procesaron también otras series de datos, buscando determinar si los mismos habían sido estadísticamente significativos para determinar el precio de la energía en el periodo. Los datos de la demanda se procesaron tanto separados por las regiones del sistema como agrupados, pero no presentaron buenos coeficientes. También se incluyeron los datos que reflejan la hidraulicidad de las cuencas por separado y los precios de los otros combustibles, pero en ningún caso se obtuvieron coeficientes estadísticamente significativos.

En el siguiente ejemplo se muestra el comportamiento de las variables entre agosto de 1992 y agosto de 1997, correspondiente a un mes de invierno, que es el periodo donde pueden apreciarse mejor las indisponibilidades de combustibles baratos que, junto a los mayores niveles de demanda del año, provocan los mayores precios estacionales.

La evolución del precio de la energía según los coeficientes de la regresión

	Coeficientes	Ago-92	Ago-97	Incremento (%)	Aporte (%)
Constante	11.519				11.51
Potencia (en MW)	-1.758	13179	17778	34.89	-61.05
Disponibilidad Térmica (en %)	-0.476	50.1	75.75	51.19	-24.05
Hidraulicidad	-0.093	1730	1232	-28.78	2.59
Disponibilidad de Combustibles Baratos (en %)	-0.308	68.07	91.5	34.42	-10.32
Precio del Gas Oil (en \$/ton)	0.545	205.66	225.32	9.55	5.20
Transporte desde Yacyretá (en MW)	-0.634	900	1700	88.88	-53.32
Transporte desde Comahue (en MW)	-0.219	2700	2700	0.00	0.00
Precio de la energía eléctrica (en \$/MWh)		53.84	16.01	-70.27	

Fuente: Elaboración propia

Los datos de las columnas Agosto de 1992 y Agosto de 1997 son los que se observaron en el mercado. Se tomaron los mismos meses del primer año de funcionamiento del mercado y del último para que los datos estuvieran libres de variaciones estacionales. La columna de Incrementos se refiere al porcentaje de incremento entre los valores de estos periodos. La columna Aportes, surge de multiplicar la columna de Incrementos por los Coeficientes obtenidos anteriormente en el proceso de regresión, y determina en cuanto ha contribuido ese factor a la variación del precio de la energía eléctrica en este periodo. En la última fila del ejemplo se observa la variación de precio ocurrida en el mercado.

En este ejemplo puede observarse como los elementos principales responsables de la disminución del precio fueron el incremento de los índices de disponibilidad térmica, el aumento de potencia instalada y el mejoramiento de la capacidad de transporte. La disponibilidad de gas natural para generación también aparece como otro de los elementos importantes en la determinación de los precios. En cambio el precio del gas oil o la hidraulicidad no provocaron grandes variaciones en el periodo. El transporte desde Comahue no tuvo variaciones en este periodo evaluado en el ejemplo, ya que las mejoras en la capacidad de transporte recién pudieron ser implementadas a partir de la primavera de 1997.

Conclusiones

Es llamativo que entre los determinantes del precio de la energía eléctrica no hubiera aparecido el incremento en la demanda. Esta variable, fundamental en el mercado de cualquier producto sometido a las leyes de la competencia, observó cambios muy importantes en este periodo de seis años.

La puesta en marcha de las centrales de generación, tanto aquellas en construcción en la zona de Comahue en el momento de la transformación del mercado, como las que se proyectaron luego de 1992, tuvieron un impacto significativo sobre el precio, pese a que su aporte en potencia fue de menor magnitud que la demanda. Este incremento se vio superado por la magnitud de la transformación operada en las centrales privatizadas, que permitieron un incremento en la potencia real mayor al incremento en la capacidad instalada, al mejorar los índices de disponibilidad del equipamiento térmico.

Por otro lado, casi el 70 por ciento del aumento de capacidad de generación se verificó en zonas exportadoras de energía, con problemas de transporte hacia los centros consumidores. Por tal razón, el impacto de estas nuevas instalaciones se observó recién cuando pudieron superarse estos problemas, al entrar en servicio en el sistema la nueva línea de transporte desde Yacyretá, en un caso, y las mejoras técnicas en las líneas existentes en Comahue, en el otro.

El crecimiento de la demanda pudo ser atendido gracias al estado de sobreoferta en el que quedó el mercado luego de la transformación. La mejora en los índices de disponibilidad de los equipos térmicos, sumadas al aumento en la disponibilidad de gas natural para las centrales de generación, permitió que los aumentos de demanda fueran satisfechos con energía generada a bajo costo. De esta manera, parte de la reducción del precio registrada en el periodo, también debe atribuírsele a la transformación en una de las principales industrias proveedoras de insumos para la generación eléctrica, que es la industria del gas natural.

Fuera del alcance de este trabajo quedaron algunos aspectos interesantes para su exploración, como determinar la evolución de la demanda de los usuarios residenciales, comerciales, industriales y otros, y su impacto sobre el precio de la energía eléctrica, que es de esperar presentarán distintas elasticidades. Otro aspecto interesante para investigar dentro de la evolución del mercado, es determinar los montos que las empresas privatizadas invirtieron en mantenimiento y repotenciación de los equipos recibidos, que permitieron llegar a los niveles de disponibilidad térmica de la actualidad. Luego se deberían comparar estos valores con los montos que se invirtieron en los últimos años de gestión del modelo anterior, basado en la administración estatal, buscando determinar las diferencias de eficiencia del capital invertido entre los dos modelos.

Bibliografía

BASTOS, Carlos Manuel y ABDALA, Manuel Angel; Transformación del sector eléctrico argentino; Santiago de Chile, Editorial Antártica; diciembre de 1993

CAMMESA; Boletines mensuales número 20, 21, 22 y 23 en Internet; www.cammesa.com.ar

CAMMESA; Informe anual del MEM y MEMSP año 1993, año 1994, año 1995, y año 1996; Buenos Aires

CAMMESA; Programaciones estacionales; Noviembre de 1992 a Abril de 1993; Mayo a Octubre de 1993; Noviembre de 1993 a Abril de 1994; Mayo a Octubre de 1994; Noviembre de 1994 a Abril de 1995; Mayo a Octubre de 1995; Noviembre de 1995 a Abril de 1996; Mayo a Octubre de 1996; Noviembre de 1996 a Abril de 1997; Mayo a Octubre de 1997; Noviembre de 1997 a Abril de 1998; Buenos Aires

CAMMESA; Los Procedimientos; Versión XI; Bs. As.

Dirección Nacional de Prospectiva; Prospectiva 1997; Buenos Aires; 1997

IEFE; Diagnóstico y perspectivas del sector eléctrico argentino; Informe Económico mensual; La Plata; Número 61; Octubre 1996

GARCIA, Domingo; Fuentes de Energía; Geografía Económica Argentina; Bs. As.; 1996

OVERVIEW; M & S Consultores; Edición 207; Octubre 1995

Serie Textos de Discusión CEER

Para solicitar alguno de estos documentos o suscribirse a toda la Serie Textos de Discusión CEER, vea las instrucciones al final de la lista.

Número	Autor(es)	Título	Fecha (mes/año)
1	Laffont, Jean-Jacques	Llevando los principios a la práctica	03/1999
2	Stiglitz, Joseph	The Financial System, Bussiness Cycles and Growth	03/1999
3	Chisari, Omar y Estache, Antonio	The Needs of the Poor in Infrastructure Privatization The Role of Universal Service Obligations. The Case of Argentina	03/1999
4	Estache, Antonio y Martín Rossi	Estimación de una frontera de costos estocástica para empresas del sector agua en Asia	04/1999
5	Romero, Carlos	Regulaciones e inversiones en el sector eléctrico.	05/1999
6	Mateos, Federico	Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997.	07/1999

CEER Working Paper Series

To order any of these papers, or all of these, see instructions at the end of the list.

Number	Author(s)	Title	Date (mm/yy)
1	Laffont, Jean Jacques	Translating Principle Into Practice	03/1999
2	Stiglitz, Joseph	Promoting Competition in Telecommunications	03/1999
3	Chisari, Omar Estache, Antonio and Romero, Carlos	Winners and Losers from Utility Privatization in Argentina: Lessons from a General Equilibrium Model	03/1999
4	Rodríguez Pardina, Martín and Martín Rossi	Efficiency Measures and Regulation: An illustration of the Gas Distribution Sector in Argentina	04/1999
5	Rodriguez Pardina, Martín Rossi and Christian Ruzzier	Consistency Conditions: Efficiency Measures for the Electricity Distribution Sector in South American	05/1999



Centro de Estudios Económicos de la Regulación

Solicitud de incorporación a la lista de receptores de publicaciones del CEER

Deseo recibir los ejemplares correspondientes a la serie (marque con una cruz la que corresponda), que se publiquen durante 1999:

- a) Working Papers Series (...) impreso (...) e-mail, formato pdf
b) Serie de Textos de Discusión (...) impreso (...) e-mail, formato pdf

Mi nombre es:.....

Ocupación:.....

Domicilio:.....

.....

.....

Firma

Tenga a bien enviar esta solicitud por correo a:

SECRETARIA CEER
Chile 1142, 1° piso
1098 Buenos Aires
Argentina

Por fax, al 54-11-43797588
e-mail: ceer@uade.edu.ar